VALIDACIÓN DE PUESTOS DE MEDIDA DE ENERGÍA

Luis Astesiano, Alfredo Spaggiari

LABORATORIO de UTE, Montevideo, Uruguay

Resumen: el presente trabajo describe las tareas que se vienen realizando para la habilitación de puestos de medida en los puntos de intercambio de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional. Se presenta una visualización de los requisitos a cumplir por el usuario del mercado, una descripción de los procedimientos en sitio para evaluación del nodo, condiciones del equipamiento necesario para llevar a cabo las auditorías y exigencias para los laboratorios de calibración y ensayos.

Palabras clave: auditoría, calibración, trazabilidad.

1. INTRODUCCIÓN

En el marco legal establecido para las actividades de generación, trasmisión y distribución de energía eléctrica en Uruguay, se crea el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE). El organismo regulador (URSEA), creado por ley 16832 y que tiene como uno de sus cometidos dictar normas para el contralor del mercado, estableció un reglamento para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) [1], que es gestionado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

El reglamento SMEC es aplicado a los sistemas de medición para las transacciones comerciales entre todos los agentes del mercado, en los nodos de inyección o retiro de energía. Establece los requisitos que deben tener las instalaciones para la medida de energía, condiciones para la habilitación y sanciones.

Los sistemas de medida constan de cuatro partes fundamentales: los transformadores de medida de corriente y tensión, los medidores de energía, los circuitos que interconectan a ambos, las comunicaciones con el centro recolector.

El trabajo presentado tiene por objetivo divulgar las tareas de inspección que realiza el Laboratorio de UTE para la habilitación de los puntos de medida, de acuerdo con las disposiciones vigentes. No se aplica a protecciones, control de operaciones u otros procesos.

El reglamento SMEC, en el art. 31, establece que los usuarios deberán acreditar sus instalaciones de medida de energía para poder participar en el mercado. La habilitación se otorgará previa presentación del informe de auditoría indicando la conformidad de cumplimiento con las disposiciones del reglamento.

El art. 32 indica que los laboratorios auditores serán habilitados por la ADME y requiere estar acreditados. La acreditación es un proceso al que se someten estos institutos donde se evalúan la idoneidad del personal, las condiciones técnicas del equipamiento, la gestión y la investigación, para dar cumplimiento a la norma ISO/IEC 17025: Requerimientos para la evaluación de laboratorios de calibración y ensayos.

2. AUDITORIA TÉCNICA

2.1. Documentación

Es de suma importancia que el responsable del nodo de medida cuente con la documentación señalada en el art. 33 , la cual debe presentar para evaluación del puesto antes de comenzar las tareas de verificación en el sitio:

1) esquema unifilar de la instalación de potencia
2) esquema de cableado conteniendo transformadores, medidores, cargas de compensación, y otros dispositivos existentes en el sistema de medición
3) especificaciones técnicas de los equipos
4) manuales de uso
5) certificados de ensayos de tipo de los equipos
6) certificado de calibración (las calibraciones se realizan posteriormente en el sitio, emitiéndose el certificado)
7) software de adquisición de datos
8) protocolo de programación
9) información adicional (dimensiones del cableado, resistores de compensación, interruptores, y otros considerados relevantes para evaluar el puesto de medida)

Los arts. 15, 16 y 20 se refieren a las condiciones técnicas que deben cumplir el medidor principal, el de respaldo, los transformadores de corriente y de potencial, y los circuitos de medida que los interconectan.

Adicionalmente, en el acta Nº 22, resolución 31/006 de URSEA, se establecen algunas modificaciones exclusivas para la generación distribuida de hasta 5 MW, que es inyectada directamente a un Distribuidor.

La descripción de todas estas recomendaciones se pueden encontrar en la página de Internet de la ADME (http://www.adme.com.uy)

2.2. Calibración de los equipos en el sitio

2.2.1. Transformadores de medida de corriente

Se coordina y ejecuta el corte de la línea de potencia, y se desconecta el transformador de los circuitos. Se conectan en serie los devanados primarios del transformador a calibrar y del transformador utilizado como referencia, alimentados por una fuente auxiliar. Se aplica la carga al transformador bajo ensayo. Los secundarios se conectan a un puente de medida tipo Dr. Höhle, el cual compara las condiciones de relación y fase

del transformador bajo ensayo contra el transformador utilizado como referencia (Fig. 1). La calibración se realiza de acuerdo a la norma IEC 60044-1 [2].

El equipamiento utilizado puede lograr mediciones con incertidumbres de 0.05%.

2.2.2. Transformadores de medida de tensión

Se coordina y ejecuta el corte de la línea de potencia, y se desconecta el transformador de los circuitos. Se conectan en paralelo los devanados primarios del transformador a calibrar y del transformador utilizado como referencia, alimentados por una fuente auxiliar. Se aplica la carga al transformador bajo ensayo. Los secundarios se conectan a un puente de medida tipo Dr. Höhle, el cual compara en relación y fase las condiciones del transformador bajo ensayo contra el transformador utilizado como referencia. La calibración se realiza de acuerdo a la norma IEC 60044-2 [3], para transformadores inductivos, e IEC 60044-5 [4] para capacitivos.

El equipamiento utilizado puede lograr mediciones con incertidumbres de 0.05%.

Fig 1. Montaje para ensayo de transformadores

2.2.3. Medidores de energía

Los medidores de energía principal y de respaldo se desconectan del circuito a través de su bornera de calibración. Desde allí se les aplica tensión y corriente con una fuente regulada trifásica. En el circuito se intercala un vatímetro-contador de energía como referencia. La calibración se realiza de acuerdo a las normas IEC 62052-11 [5] e IEC 62053-22 [6], para medidores de activa estáticos, clases 0.2 S y 0.5 S.

El equipamiento utilizado puede lograr mediciones con incertidumbres de 0.05 % en el error del medidor.

Los puntos de calibración para transformadores y medidores tomados como referencia para la ejecución de los trabajos, son los citados en el capítulo de sanciones del reglamento SMEC, los cuales están previsto utilizarlos para establecer las penalidades por desvíos o violaciones a las disposiciones.

Transformadores de corriente: 5% y 100% de la corriente nominal, 100% de la potencia de precisión, cos φ=0.8 inductivo, frecuencia nominal.

Transformadores de potencial: tensión y frecuencia nominales, 100% de la corriente de precisión, cos φ=0.8 ind.

Medidores de energía: 5% y 100% de la corriente nominal, con tensión nominal secundaria del transformador y frecuencia nominal, cos φ=1.

Adicionalmente está previsto, que la ADME pueda solicitar otros puntos o que el Usuario quiera mayor cantidad de datos sobre la performance de sus equipos.

2.3. Cargas reales de los transformadores

2.3.1. Circuitos de medida de corriente

2.3.1.1. Con transformador desenergizado: se accede a los conductores de salida del transformador desconectándolos de su bornera. Se inyecta corriente de valor nominal secundaria hacia el medidor, obteniéndose el valor de potencia aparente por lectura directa en un vatímetro de referencia que se intercala en el circuito.

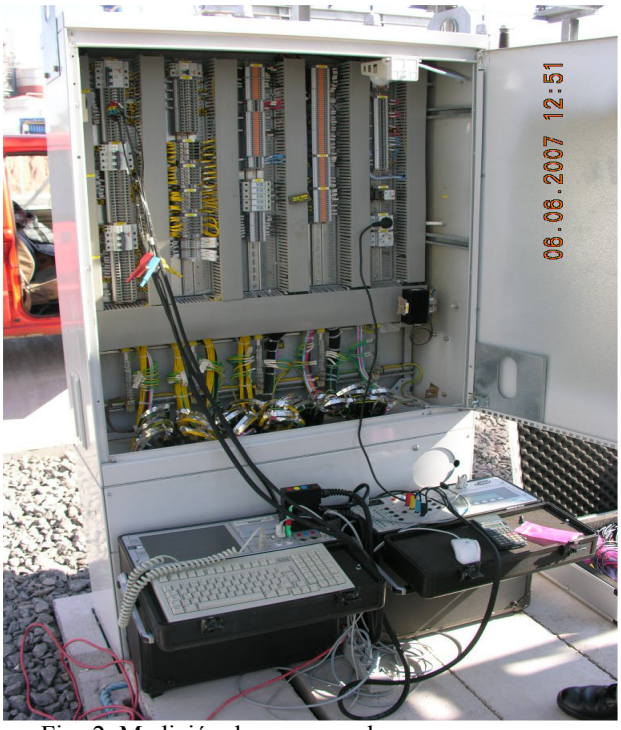

Fig. 2. Medición de cargas reales

Si la bornera del transformador no es accesible, el circuito se abre en el gabinete más cercano a él, inyectando corriente desde allí. La potencia del tramo entre el transformador y el gabinete de inyección se obtiene calculando la resistencia de los conductores.

2.3.1.2. Con transformador energizado: se mide en la bornera del transformador la tensión generada por este y la corriente de trabajo existente. Se calcula la impedancia del circuito y la potencia de carga a corriente nominal.
Si las potencias reales de carga estuvieran fuera de los límites establecidos en el reglamento (25%≤S≤100%), éstas deberán ser corregidas (cargas adicionales, cambio de conductores) (Fig. 3).

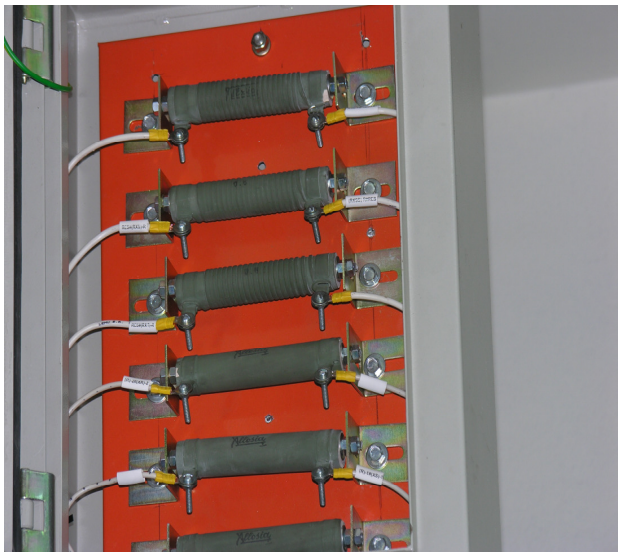

Fig 3. Resistores de compensación

2.3.2. Circuitos de medida de tensión

2.3.2.1. Con transformador desenergizado: se accede a los conductores de salida del transformador desconectándolos de su bornera. Se aplica al circuito tensión nominal secundaria. Se mide la potencia aparente con vatímetro-contador de referencia.

Las caídas de tensión del circuito se obtienen por diferencia entre el valor de tensión a la salida del transformador y el valor a la entrada de los medidores.

Se procede como en 2.3.2.1 si el acceso a la bornera del transformador no es posible. Se calcula la impedancia del circuito y la potencia de carga a tensión nominal.

Si las potencias reales de carga estuvieran por fuera de los límites establecidos en el reglamento (25%≤S≤100%), éstas deberán ser corregidas (cargas adicionales, cambio de ubicación, cambio de conductores) (Fig. 3).

2.3.2.2. Con transformador energizado: se mide la tensión secundaria existente a la salida del transformador, y la corriente que entrega al circuito. La impedancia, y la potencia aparente a tensión nominal son calculadas.

Las caídas de tensión del circuito se miden en forma similar que en 2.3.2.1.

Igualmente se procede si el acceso a la bornera del transformador no es posible.

Terminada cada etapa del trabajo se precintan los accesos a las borneras del sistema de medida, las cuales tienen que poseer un sistema de cubierta con los accesorios para tal fin.

2.4. Comunicaciones y trasmisión de datos

Las comunicaciones remotas se realizan vía telefónica utilizando la red de ANTEL, Eternet UTE, o enlace inalámbrico con red telefónica (telular). En caso de fallas en el sistema remoto se realizan lecturas locales desde puerto óptico.

La generación distribuida vuelca sus datos a su Comercializador y este al ADME. Para el resto del mercado el centro de recolección (CR) se encuentra en el Despacho Nacional de Cargas (DNC), donde además se realiza el balance energético.

En los medidores donde se cuenta de software con licencia de uso, se realizan la programación y lectura local y remota a través de los medios de comunicación correspondientes.

3. INSTRUMENTAL

3.1. Equipos

Para los trabajos en sitio se está utilizando equipamiento comercial de última generación , instrumentos diseñados y montados en el laboratorio de UTE y equipos de tecnologías anteriores adaptados para cumplir con las exigencias de las nuevas normativas.

3.2. Trazabilidad

El Laboratorio de UTE cuenta con una red de calibraciones internas que involucra a todos los equipos utilizados como referencias para las calibraciones y ensayos, partiendo de los Patrones Eléctricos Nacionales del que es portador y mantiene desde 1998.

Todas sus capacidades eléctricas de medida están reconocidas y publicadas en el Bureau Internacional de Pesas y Medidas (BIPM) basados en el Sistema Internacional (SI) de unidades. Estos representan:

Tensión Continua y alterna
Corriente continua y alterna
Resistencia
Transferencia AC/DC en tensión y corriente
Inductancia
Relación de Transformación y Fase en tensión.
Relación de Transformación y Fase en corriente

También posee un patrón cuántico para Frecuencia y Tiempo, y se está en la implementación final de un patrón cuántico para Tensión Continua.

4. ACTIVIDADES DESARROLLADAS

4.1. Trabajos realizados en validación de puestos

- Comisión Técnica Mixta de Salto Grande: auditorías de habilitación y seguimiento de los nodos desde 1998.
- Estaciones y subestaciones de UTE: se trabaja en forma permanente en calibración de equipos.
- Botnia: trabajos a concluir próximamente.
- Zendaleather: con informe final.
- Nuevo Manantial: trabajos a concluir próximamente.
- Agroland: trabajo solicitado, a iniciar.

4.2. Reconocimientos internacionales

2002 - Acreditación DKD, de acuerdo a la norma ISO/IEC 17025 (2000).
2006 - Acreditación DKD, de acuerdo a la norma ISO/IEC 17025 (2005).
2008 - Sistema Interamericano de Metrología, norma ISO/IEC 17025 (2005), reconocimiento de las Calibration and Measurement Capabilities (CMC) publicadas en el Apéndice C del KCDB (BIPM).

4. REFERENCIAS

[1] Reglamento del Sistema de Medición Comercial .
[2] Norma IEC 60044-1 (2003): Current transformers.
[3] Norma IEC 60044-2 (2003): Inductive voltage transformers.
[4] Norma IEC 60044-5 (2004): Capacitor voltage transformers.
[5] Norma IEC 62052-11 (2003): metering equipment.
[6] Norma IEC 62053-22 (2003): Static meters for active energy (classes 0.2S and 0.5 S).

6. CONCLUSIONES

El Laboratorio de UTE viene realizando las tareas para la habilitación de los puestos de medida del mercado eléctrico, de acuerdo a las reglamentaciones vigentes, cumpliendo con las solicitudes recibidas.
Paralelamente realiza investigaciones sobre temas relacionados para el mejoramiento de los sistemas de medición.

7. BIOGRAFIAS

Luis Astesiano, nació en Montevideo, Uruguay, en 1959. Recibió el título de Perito Ingeniero Eléctrico en 1982 en la Universidad de la República, Uruguay. En 1881, se incorporó al Laboratorio de UTE realizando tareas en el área de Alta Tensión, ocupando actualmente el cargo de Jefe del Dpto de Electrotécnia. (lastesiano@ute.com.uy)

Alfredo Spaggiari, nació en Montevideo, Uruguay, en 1952. Recibió el título de Técnico en Electrotecnia en 1975, por la Universidad del Trabajo del Uruguay, y el de Maestro Técnico en Electrónica, otorgado por el Consejo Nacional de Educación Técnico-Profesional Superior en 1978. Ingresa en 1975 al Laboratorio de UTE desempeñando tareas relacionadas a la metrología eléctrica, está encomendado en las funciones de Jefe del Dpto. de Metrología Eléctrica. (aspaggiari@ute.com.uy)